

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**  
**JEOVANE BET MARTINS**

**ESTRATÉGIAS E MECANISMOS ECONÔMICOS PARA INSERÇÃO DE  
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA MATRIZ  
ELÉTRICA BRASILEIRA**

**ARARANGUÁ**  
**2018**

JEOVANE BET MARTINS

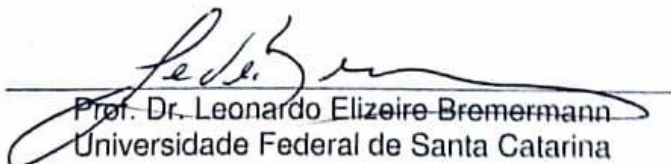
**ESTRATÉGIAS E MECANISMOS ECONÔMICOS PARA INSERÇÃO  
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA  
MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA**

Trabalho de Conclusão de Curso,  
apresentado à Universidade Federal de  
Santa Catarina, como parte das  
exigências para a obtenção do título de  
Engenheiro(a) de Energia.

Araranguá, 29 de junho de 2018.

**BANCA EXAMINADORA**

  
Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli  
Universidade Federal de Santa Catarina

  
Prof. Dr. Leonardo Elzeiro Bremermann  
Universidade Federal de Santa Catarina

  
Eng. Me. Leticia Toreti Scarabelot

## **RESUMO**

A geração distribuída foi regulamentada pela Resolução Normativa nº 482/2012, sendo que a mesma passou por um processo de atualização a partir da Resolução Normativa nº 687/2015. A difusão de conhecimento sobre a operacionalidade do sistema de compensação de energia elétrica nas diferentes modalidades é fundamental para a popularização e inserção de sistemas de geração distribuída. Este trabalho tem como objetivo apresentar e discutir o sistema de compensação de energia elétrica para as 4 modalidades de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos. As modalidades são: geração na própria unidade consumidora, geração em empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto. Para tanto, foi realizada uma revisão bibliográfica da temática proposta, dimensionado e simulado sistemas fotovoltaicos, e apresentado e discutido os resultados do faturamento de energia elétrica das unidades consumidoras atendidas pelos sistemas. Espera-se que este trabalho contribua com o entendimento do sistema de compensação de energia elétrica, a partir de sistemas fotovoltaicos, e ajude a fomentar a geração desta energia renovável no país.

Palavres-chave: Energia solar fotovoltaica, sistema de compensação de energia elétrica, resolução normativa 687/2015.

## **ABSTRACT**

The distributed energy generation was regulated by Normative Resolution n° 482/2012 and was updated by Normative Resolution n° 687/2015. Disseminating knowledge about the electrical energy compensating systems operations and its different modalities is key to increase popularity and the installation of distributed energy systems. This work aims to present and discuss the electrical power compensating system applied to the 4 existing modes of distributed photovoltaic energy generation. The 4 modes are: generation at the consumption unit, consumption at multiple units, shared generation and remote self-consumption. To do so, a bibliographic review of the proposal was performed, the photovoltaic systems were scaled and simulated, and the results of the electric energy bill, from the consumption units served by the system, were presented and discussed. It is expected that this work will contribute towards the photovoltaic electrical power compensating system enlightening and help foment the generation of this renewable energy in the country.

Keyword: Photovoltaic solar energy, electric energy compensation system, normative resolution 687/2015.

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>7</b>
<b>2 REFERENCIAL TEÓRICO .....</b>	<b>8</b>
<b>2.1 Geração de Energia .....</b>	<b>8</b>
<b>2.1.1 Geração Centralizada .....</b>	<b>8</b>
<b>2.1.2 Geração Distribuída .....</b>	<b>8</b>
<b>2.1.2.1 Regulamentação e normas .....</b>	<b>9</b>
<b>2.1.2.2 Sistema de compensação de energia elétrica .....</b>	<b>10</b>
<b>3 METODOLOGIA.....</b>	<b>13</b>
<b>3.1 Modelo proposto .....</b>	<b>13</b>
<b>3.2 Descrições das unidades .....</b>	<b>13</b>
<b>3.3 Dimensionamentos dos sistemas.....</b>	<b>15</b>
<b>3.3.1 Dados de irradiação solar .....</b>	<b>15</b>
<b>3.3.2 Dados de inclinação, orientação e área disponível.....</b>	<b>17</b>
<b>3.3.3 Avaliação do recurso solar .....</b>	<b>17</b>
<b>3.3.4 Potência do arranjo fotovoltaico .....</b>	<b>18</b>
<b>3.3.5 Escolha dos módulos fotovoltaicos .....</b>	<b>20</b>
<b>3.3.6 Dimensionamento do inversor .....</b>	<b>20</b>
<b>4 RESULTADOS .....</b>	<b>22</b>
<b>4.1 Cenário 1 - Configuração do sistema de microgeração distribuída.....</b>	<b>22</b>
<b>4.1.1 Configuração do arranjo fotovoltaico .....</b>	<b>22</b>
<b>4.1.2 Escolha do inversor .....</b>	<b>23</b>
<b>4.2 Cenário 2 – Configuração do sistema caracterizado como autoconsumo remoto .....</b>	<b>24</b>
<b>4.2.1 Configuração do arranjo fotovoltaico .....</b>	<b>25</b>

4.4.2 Escolha do inversor .....	26
4.3 Cenário 3 – Configuração do sistema caracterizado como integrante de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras .....	26
4.3.1 Configuração do arranjo fotovoltaico .....	27
4.3.2 Escolha do inversor .....	28
4.4 Cenário 4 - Configuração do sistema caracterizado como geração compartilhada .....	29
4.4.1 Configuração do arranjo fotovoltaico .....	30
4.4.2 Escolha do inversor .....	31
4.5 Sistema de compensação cenário 1 .....	31
4.6 Sistema de compensação cenário 2 .....	34
4.7 Sistema de compensação cenário 3 .....	37
4.8 Sistema de compensação cenário 4 .....	41
5 CONCLUSÕES.....	44
REFERÊNCIAS .....	46
AGRADECIMENTOS .....	48

## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é uma das formas de energia que a humanidade comumente utiliza na atualidade, é fundamental para o funcionamento da indústria e para garantir a qualidade de vida das pessoas. No Brasil, sua principal fonte de produção é a hidroeletricidade, porém, a matriz também conta com outras fontes de energia, como exemplo: gás natural, petróleo e carvão. O custo da energia brasileira é variável, depende do regime de chuvas no país, pois em períodos de seca a geração de energia hidrelétrica é baixa. Assim, buscando garantir o abastecimento do sistema elétrico são acionadas as energias de reserva, baseadas principalmente em usinas termoeletricas, que possuem um custo de produção maior e resultam em um maior custo de energia elétrica para o consumidor final.

O aumento da demanda de energia elétrica, ocasionado principalmente pelo desenvolvimento da indústria, associado com a crescente preocupação com a preservação do meio ambiente e a busca pela diversificação da matriz elétrica brasileira, estão impulsionando a geração de energia elétrica no Brasil a partir de fontes renováveis. Como estratégia, o país vem criando mecanismos para atrair novos investidores para o setor de energia, como exemplo, aprovou em 2012 a Resolução Normativa N°482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que cria e regulamenta o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, por meio da geração distribuída. Posteriormente, a publicação da Resolução Normativa n° 687 pela ANEEL em 2015, que autoriza empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, a geração compartilhada e a consolidação da modalidade de autoconsumo remoto, abrindo caminho para o desenvolvimento de modelos de negócio em geração compartilhada no país.

A geração distribuída é caracterizada principalmente pela instalação de geradores de pequeno porte próximos aos centros de consumo de energia elétrica. No Brasil, destaca-se o potencial da geração de energia através de sistemas fotovoltaicos, diante da grande extensão territorial e elevados níveis de irradiação solar por todo o país. No entanto, há dúvidas por parte da sociedade com este sistema de geração, sobre sua viabilidade econômica e a operacionalidade do sistema de compensação de energia elétrica.

Diante deste cenário, o presente trabalho se propõe a realizar uma revisão bibliográfica da legislação para geração de energia solar fotovoltaica, com foco no sistema de compensação de energia elétrica. Também, é objetivo deste trabalho, mostrar de maneira simplificada o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e discutir estratégias econômicas para maximizar o aproveitamento da energia elétrica gerada. A expectativa é que o presente trabalho possa contribuir com conhecimento a respeito de sistemas fotovoltaicos que possibilitem a

realização de estratégias e a utilização de mecanismos econômicos para fomentar a geração desta energia renovável no país.

## **2 REFERENCIAL TEÓRICO**

A seguir serão descritos os pressupostos teóricos básicos relacionados à temática estudada no presente projeto.

### **2.1 Geração de Energia**

A arquitetura organizacional do setor elétrico ao longo de sua história estruturou-se para prover eletricidade através da chamada geração centralizada. No entanto, devido às pressões ambientais, crise econômica e com intuito de reduzir a dependência do petróleo, fez com que novas maneiras de se obter energia elétrica fossem criadas. Assim, diante desta busca por novas alternativas de geração e com intuito de diversificar e impulsionar a geração de energia elétrica brasileira surgiu também a geração de energia distribuída (CAMARGO, 2008).

#### **2.1.1 Geração Centralizada**

Os projetos de geração centralizada são, em geral, aqueles contratados por meio de leilões de energia, com contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) (CAMARGO, 2008). Caracterizam-se por serem grandes centros de geração e estarem localizados em lugares distantes das cargas devido às grandes áreas necessárias para a implantação e operação das usinas. Ainda, possuem extensas linhas de transmissão e distribuição que conectam as grandes usinas aos centros da carga, o que causam perdas de energia devido ao longo caminho que a mesma tem de percorrer (CAMARGOS, 2016).

#### **2.1.2 Geração Distribuída**

A geração distribuída pode ser entendida como sistemas de potência de capacidade reduzida que ficam alocadas próximas ao centro de consumo e que permitem importantes vantagens, como a geração de energia diretamente no ponto de consumo, reduzindo perdas na transmissão e distribuição de energia, bem como, a redução de investimentos para ampliar



essas linhas. Além disso, observa-se um baixo impacto ambiental, a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada e a diversificação na matriz energética brasileira (SILVA, 2016).

Entre tantas opções tecnológicas para a exploração da geração distribuída uma das que mais vêm se destacando é o aproveitamento energético através de sistemas fotovoltaicos, principalmente pela facilidade na instalação, uma vez que possui fácil integração com a edificação, e pela simplicidade de operação e manutenção, além de não emitir gases poluentes durante sua geração de energia.

#### **2.1.2.1 Regulamentação e normas**

Em 2012, a ANEEL deu grande passo para ampliar esta geração de energia, criando a Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, que é considerada o marco regulatório da GD no Brasil por ter sido o primeiro documento a estabelecer e regular a instalação de GD em qualquer unidade consumidora. Esta resolução estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica ou Net Energy Metering (NEM).

O acompanhamento da implantação da REN nº 482/2012, realizado pela ANEEL, permitiu identificar diversos pontos da regulamentação que necessitavam de aprimoramento, assim, em 24 de novembro de 2015 foi criada a Resolução Normativa nº 687. Esta resolução classifica a geração distribuída como: microgeração e minigeração. A microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 megawatts (MW), para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes (VEIGA, 2015). Ainda, a REN nº 687 possibilita a geração de energia elétrica em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras) e a compartilhada, mediante a união de diversos interessados em consórcios ou cooperativas para a geração de energia (NAKABAYASHI, 2015).

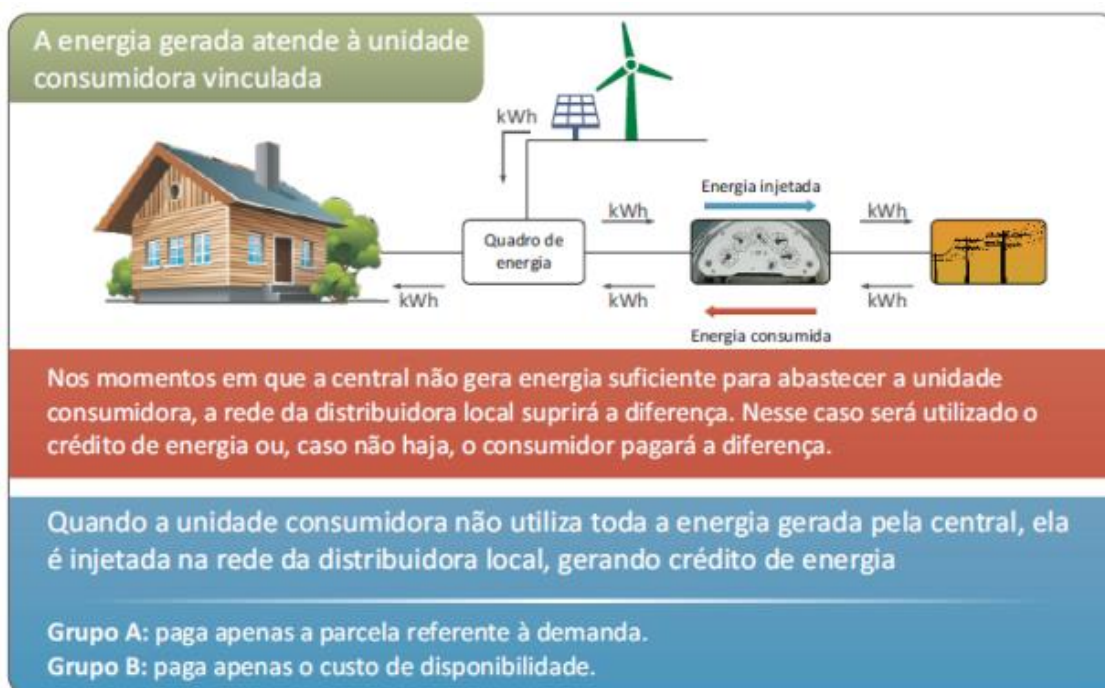
No Brasil, como forma de reduzir as barreiras técnicas e operacionais referentes à conexão de novas fontes de energia, a Resolução Normativa da ANEEL nº 345, de 16 de dezembro de 2008, aprovou os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que tem a finalidade de definir os padrões e normas de qualidade dos sistemas de energia, em 2015 os procedimentos foram revisados conforme a

Resolução Normativa nº 664, de 16 de junho de 2015. Conforme o módulo 3 do PRODIST, acesso ao sistema de distribuição, as distribuidoras devem adequar seus sistemas comerciais e também elaborar e disponibilizar as normas técnicas para estabelecer as condições de acesso de microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição. (GONCHOROVSKI, 2016).

#### **2.1.2.2 Sistema de compensação de energia elétrica**

O artigo 1º da REN 687/2015 define o sistema de compensação de energia elétrica como aquele no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa, conforme ilustra a Figura 1. Quando a energia gerada pela unidade consumidora for maior que a energia consumida por essa unidade ao longo de um mês, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh), válido por 60 meses e que pode ser utilizado em outra unidade previamente cadastrada dentro da mesma área de concessão. Esse crédito de energia pode ser abatido no consumo em outro ponto tarifário (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes para os demais consumidores (ANEEL, 2016). Entretanto, mesmo com esse saldo positivo, o consumidor conectado em baixa tensão (grupo B) terá ao menos a despesa de uma tarifa mínima mensal referente ao custo de disponibilidade da rede elétrica, sendo o valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Da mesma forma para consumidores conectados em alta tensão (grupo A), o valor da fatura será apenas à demanda contratada (ANEEL, 2016).

Figura 1- Demonstração do sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2016).



Há ainda a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos de energia em outras unidades consumidoras. Conforme o artigo 4º da RN 687 podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica as unidades caracterizadas com microgeração ou minigeração distribuída, integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, caracterizada como geração compartilhada e caracterizada como autoconsumo remoto.

De acordo com a Resolução Normativa nº 687 da ANEEL, o autoconsumo remoto é caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, ou pessoa física que possua unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada. A geração compartilhada é caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada. Por fim, o empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, como condomínios, é caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, cada unidade consumidora é constituída por uma fração com uso individualizado e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do proprietário do empreendimento, da administração ou do próprio condomínio, com micro ou minigeração

distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e a de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento.

A sequência de compensação de créditos é demonstrada na Figura 2.

Figura 2 - Utilização dos créditos de energia (ANEEL, 2016).



É importante ressaltar que a compensação de energia é primeiramente realizada na unidade de geração, se ainda houver excedente, um percentual dos créditos poderá ser utilizado para abater o consumo de outras unidades escolhidas pelo consumidor. Para o caso de autoconsumo remoto e geração compartilhada, a energia excedente é a diferença positiva entre a energia injetada e a energia consumida. Já para empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), o excedente é igual à energia injetada. Além disso, compete ao titular da unidade informar à distribuidora o percentual da energia excedente a ser alocada entre as demais unidades consumidoras (ANEEL, 2016).

Por fim, de acordo com o artigo 7º da REN 687, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação dos valores das tarifas de energia.

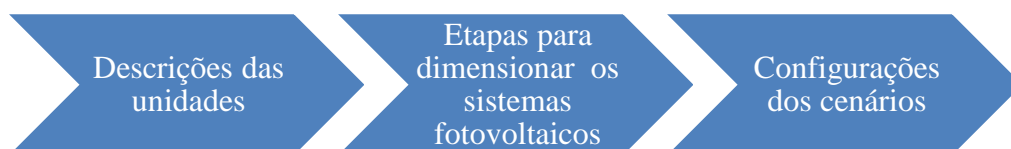
### 3 METODOLOGIA

As diferentes etapas da metodologia utilizada no presente projeto estão descritas a seguir.

#### 3.1 Modelo proposto

O modelo proposto para este trabalho consiste em configurar unidades consumidoras fictícias com sistemas fotovoltaicos para análise do sistema de compensação de energia elétrica. As configurações foram organizadas em quatro cenários, referentes às quatro possibilidades existentes, sendo elas: microgeração ou minigeração distribuída, integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada e autoconsumo remoto. A figura 3 mostra as etapas da metodologia.

Figura 3- Etapas da metodologia.



#### 3.2 Descrições das unidades

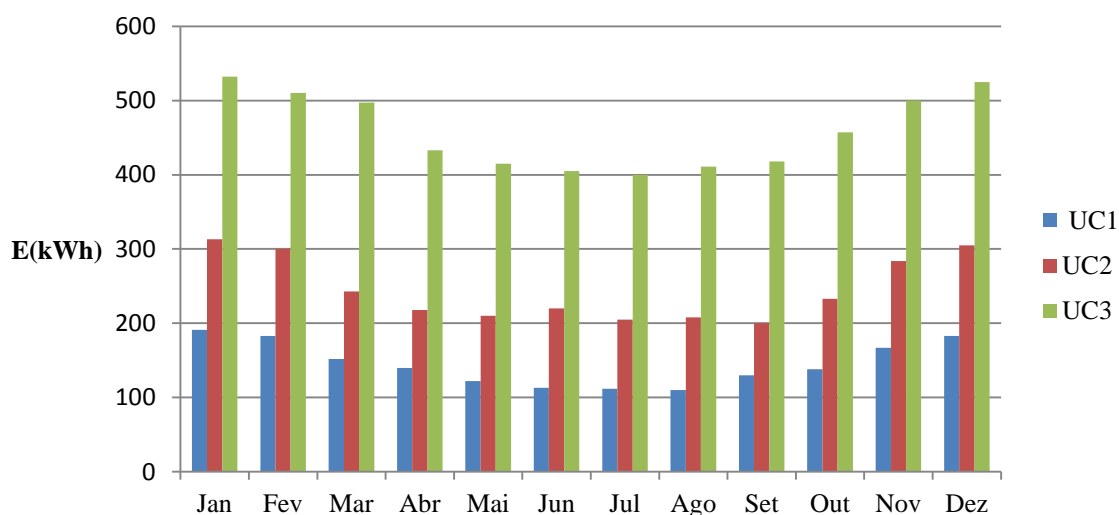
Para realizar as diferentes configurações do presente trabalho, foram utilizadas três unidades consumidoras, todas localizadas na cidade de Florianópolis, Santa Catarina e todas enquadradas como unidades consumidoras convencionais, baixa tensão, denominado grupo B.

Tais unidades serão descritas no decorrer do trabalho como unidade consumidora 1 (UC1), unidade consumidora 2 (UC2), unidade consumidora 3 (UC3) e o perfil de consumo de energia de cada uma está ilustrada na Tabela 01 e na Figura 04.

Tabela 1 – Consumo de energia das unidades consumidoras.

Mês	UC1 (kWh)	UC2 (kWh)	UC3 (kWh)
Jan	191	313	532
Fev	183	300	510
Mar	152	243	497
Abr	140	218	433
Mai	122	210	415
Jun	113	220	405
Jul	112	205	400
Ago	110	208	411
Set	130	200	418
Out	138	233	457
Nov	167	284	500
Dez	183	305	525
<b>Média</b>	145,08	244,92	458,58

Figura 4 - Consumo mensal das unidades consumidoras.



As unidades consumidoras contempladas neste projeto têm diferentes tipos de instalações. As unidades UC1, UC2 e UC3 pertencem à modalidade tarifária do grupo B com instalações monofásica, bifásica e trifásica respectivamente. Conforme já visto, a resolução prevê que as distribuidoras cobrem, no mínimo, o custo da disponibilidade das unidades consumidoras enquadradas no grupo B, para este trabalho o custo da disponibilidade de cada unidade será conforme Tabela 02.

Tabela 2 – Custo de disponibilidade de energia das unidades consumidoras.

<b>Unidade consumidora</b>	<b>Instalação da unidade consumidora</b>	<b>Custo de disponibilidade (kWh)</b>
UC1	Monofásica	30
UC2	Bifásica	50
UC3	Trifásica	100

### 3.3 Dimensionamentos dos sistemas

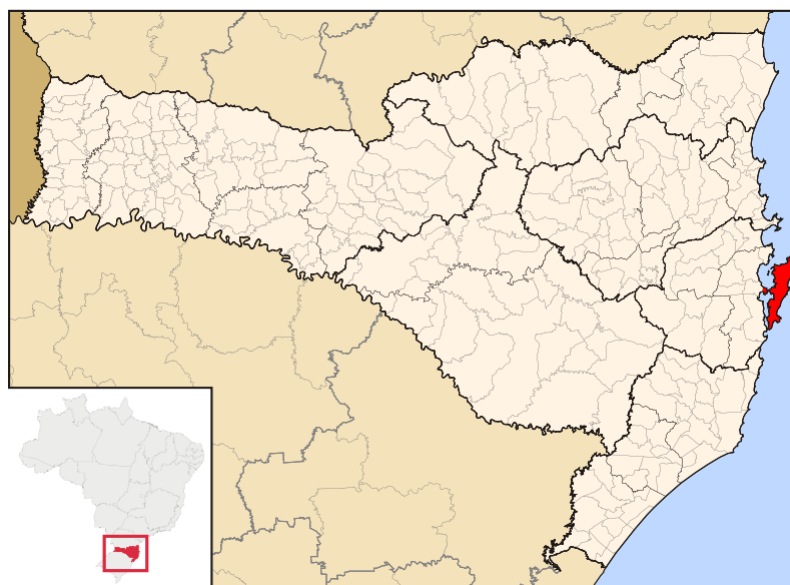
Os dimensionamentos dos sistemas fotovoltaicos foram realizados com o auxílio da ferramenta computacional *System Advisor Model* (SAM). O software SAM é desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL) do Departamento de Energia (DOE) dos Estados Unidos da América.

#### 3.3.1 Dados de irradiação solar

Os dados de irradiação solar foram obtidos para a cidade de Florianópolis, local onde estão instaladas as unidades consumidoras, através do banco de dados do *software* SAM.

A cidade de Florianópolis fica localizada no litoral do estado de Santa Catarina, como mostra na Figura 05, nas coordenadas de 27.5949° sul e 48.5482° oeste.

Figura 5- Localização da cidade de Florianópolis.



A Figura 06 mostra a utilização da ferramenta com a escolha da localidade no *software* e os dados disponíveis. Também, a Tabela 3 e a Figura 7 apresentam o comportamento da irradiação solar média diária mensal, para o plano horizontal, na cidade de Florianópolis. Além disso, é possível verificar que a irradiação solar possui maior intensidade no verão, com máxima de 6,14 kWh/m<sup>2</sup> no mês de janeiro e menor irradiação solar durante o período de inverno, com mínima de 2,74 kWh/m<sup>2</sup> no mês de julho.

Figura 6- Software SAM.

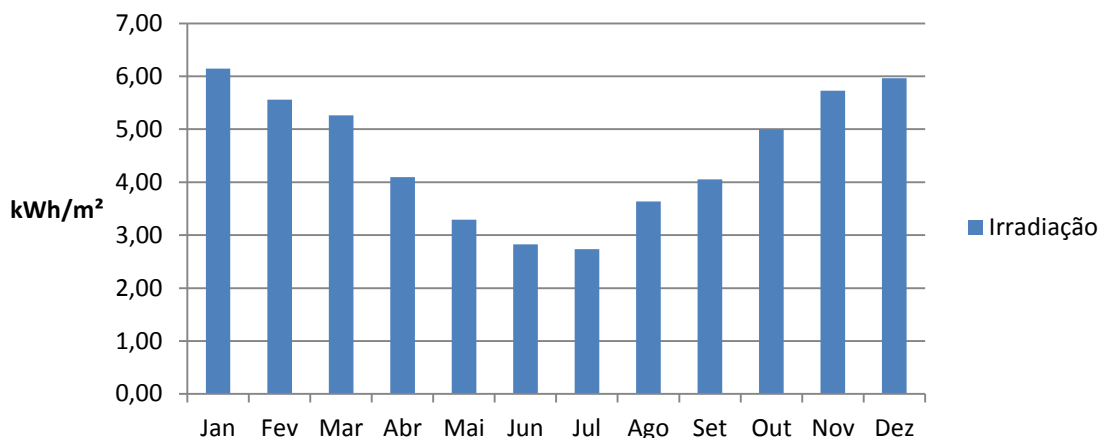
City	Florianopolis_Arpt	Time zone	GMT -3	Latitude	-27.67 °N
State	BRA	Elevation	5 m	Longitude	-48.55 °E
Country	Brazil	Data Source	SWERA	Station ID	838990
Data file	C:\SAM\2017.1.17\solar_resource\Brazil BRA Florianopolis_Arpt (INTL).csv				
<b>-Annual Weather Data Summary-</b>					
Global horizontal	NaN	kWh/m <sup>2</sup> /day	Average temperature	20.7	°C
Direct normal (beam)	3.90	kWh/m <sup>2</sup> /day	Average wind speed	3.3	m/s
Diffuse horizontal	1.99	kWh/m <sup>2</sup> /day	Maximum snow depth	NaN	cm

Tabela 3 – Irradiação solar média diária mensal no plano horizontal.

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Irradiação (kWh/m <sup>2</sup> )	6,14	5,56	5,26	4,10	3,29	2,83	2,74	3,63	4,06	5,00	5,72	5,96



Figura 7 – Irradiação solar média diária mensal no plano horizontal.



### 3.3.2 Dados de inclinação, orientação e área disponível

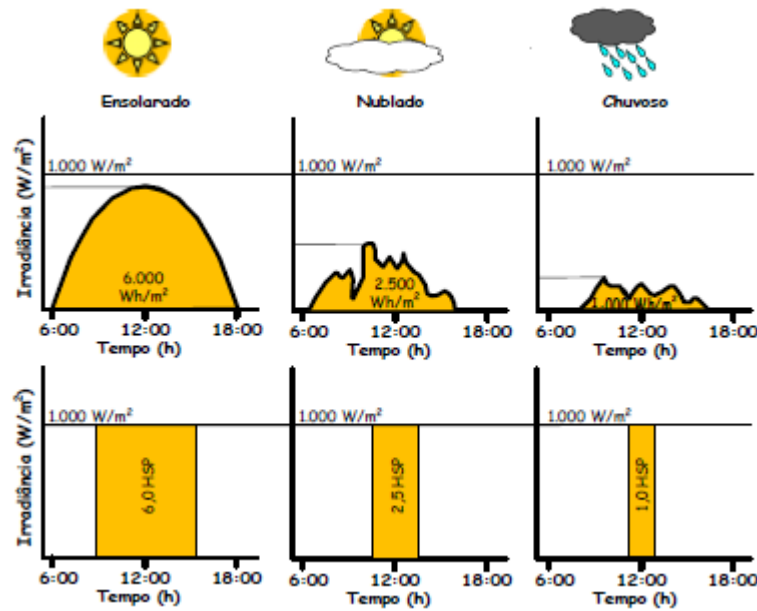
Após definir a localidade do sistema a ser instalado, foi necessário fornecer informações adicionais à ferramenta *System Advisor Model*, dentre elas estão: orientação azimutal e inclinação dos módulos. Buscando otimizar o sistema fotovoltaico nas residências hipotéticas, todas as unidades possuem área disponível em seus telhados para a instalação dos equipamentos e também inclinação e orientação ótimas para geração de energia. O valor da inclinação dos módulos utilizada para as simulações é de  $27^\circ$  e a orientação do sistema é  $0^\circ$  norte.

### 3.3.3 Avaliação do recurso solar

Nesta etapa do projeto busca-se quantificar a radiação solar global incidente sobre o gerador fotovoltaico para posterior estimativa da produção de energia elétrica. Um gerador fotovoltaico tem suas características elétricas dependentes basicamente da irradiância e da temperatura nos módulos. A influência da irradiância solar é muito mais significativa, pois pode variar significativamente em curtos períodos de tempo, e a variação da temperatura é amortecida pela capacidade térmica dos módulos.

Para calcular o valor de energia solar ao longo de um dia é útil utilizar o número de Horas de Sol Pleno (HSP), esta grandeza reflete o número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a  $1 \text{ kW/m}^2$  ( $1.000 \text{ W/m}^2$ ). Desta forma, a energia resultante será equivalente à energia disponibilizada pelo sol no local em questão, acumulada ao longo de um dado dia. A Figura 8 ajuda na compreensão da grandeza Horas de Sol Pleno.

Figura 8 – Demonstração das horas de sol pleno (CRESESB, 2014).



Com o auxílio da ferramenta *Solar And Wind Resource Assesstment* (SWERA), foi possível obter a média diária da irradiação solar para a cidade de Florianópolis para inclinação de 27°, que é igual a 5,025 kWh/m². Assim, a Equação 1 mostra o número de HSP para o local do projeto.

$$HSP = \frac{5,025 \left[ \frac{kWh}{m^2} \right]}{1 \left[ \frac{kW}{m^2} \right]} = 5,025 \left[ \frac{h}{dia} \right] \quad (1)$$

### 3.3.4 Potência do arranjo fotovoltaico

A potência dos sistemas fotovoltaicos pode ser definida através da Equação 2, que é descrita por Cresesb (2014). Onde  $P_{fv}$  é a potência fotovoltaica em Wp,  $E$  é o consumo médio diário em Wh/dia,  $TD$  é a taxa de desempenho do sistema e  $HSP_{ma}$  representa a média diária anual de horas de sol pleno incidente no plano do módulo fotovoltaico, expressa em h/dia.

$$P_{fv} (Wp) = \frac{\left( \frac{E}{TD} \right)}{HSP_{ma}} \quad (2)$$

O desempenho de um SFV é tipicamente medido pela  $TD$ , que é definida como a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo teórico possível. Esta relação serve para avaliar a geração de energia de um sistema fotovoltaico, pois leva em consideração a potência real do sistema sob condições normais de operações, incluindo suas

perdas por queda de tensão nos conectores e cabeamento, sujeiras nos módulos, sombreamento, temperatura operacional, entre outras. De acordo com Cresesb (2014), para SFCRs residenciais, bem ventilados e não sombreados, uma TD entre 70 e 80% pode ser obtida nas condições de radiações solares encontradas no Brasil. Para este projeto o valor de 70% será utilizado, assim, também com o valor das horas de sol pleno pode-se simplificar a Equação 3, como demonstra a nova equação abaixo.

$$Pfv(Wp) = \frac{\left(\frac{E}{0,7}\right)}{5,025} = 0,284 * E \quad (3)$$

Por fim, para encontrar a potência do sistema fotovoltaico de forma otimizada, é necessário descontar do consumo médio mensal, o custo de disponibilidade da unidade consumidora, e a partir do novo consumo encontrar o consumo médio diário (E). Descontando o custo da disponibilidade, Tabela 2, do valor do consumo de sua respectiva unidade, Tabela 1, encontram-se os novos valores de consumo conforme Tabela abaixo.

Tabela 4 – Consumo das unidades consumidoras descontado de suas disponibilidades.

<b>Mês</b>	<b>Consumo UC1</b>	<b>Consumo UC2</b>	<b>Consumo UC3</b>	<b>Total</b>
	<b>(kWh)</b>	<b>(kWh)</b>	<b>(kWh)</b>	<b>(kWh)</b>
Jan	161	263	432	856
Fev	153	250	410	813
Mar	122	193	397	712
Abr	110	168	333	611
Mai	92	160	315	567
Jun	83	170	305	558
Jul	82	155	300	537
Ago	80	158	311	549
Set	100	150	318	568
Out	108	183	357	648
Nov	137	234	400	771
Dez	153	255	425	833
<b>Média</b>	<b>115,08</b>	<b>194,92</b>	<b>358,58</b>	<b>668,58</b>

### 3.3.5 Escolha dos módulos fotovoltaicos

Com intuito de maximizar a geração de energia e obter um bom aproveitamento solar da cidade de Florianópolis, a escolha dos módulos fotovoltaicos foi baseada na eficiência do módulo, certificação, disponibilidade no mercado nacional e no banco de dados do *software* SAM. O módulo fotovoltaico escolhido foi o *Canadian Solar* CS6U-320P com potência de 320 Wp e suas especificações técnicas estão descritas na Tabela 5.

Tabela 5 – Especificações técnicas do módulo *Canadian Solar* CS6U-320P.

<b>Especificação</b>	<b>Valor especificado</b>
Potência de pico (Wp)	320 Watts
Tensão de circuito aberto (Voc)	45,3 Volts
Tensão de máxima potência (Vm)	36,8 Volts
Corrente de curto circuito	9,26 Amperes
Corrente de máxima potência (Im)	8,69 Amperes
Tipo de célula	Silício Policristalino
Eficiência do módulo	16,46 %
Largura do módulo	992 mm
Espessura do módulo	40 mm
Altura do módulo	1960 mm
Peso	22,4 kg
Garantia de fabricação	25 anos

As especificações elétricas do módulo estão baseadas no banco de dados do SAM e são caracterizadas por irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>, massa de ar de 1,5 e temperatura de célula de 25°C.

### 3.3.6 Dimensionamento do inversor

O dimensionamento do inversor depende da potência do gerador fotovoltaico (FV), da tecnologia e características do módulo escolhido para compor o gerador, características ambientais do local, além da topologia de instalação escolhida (inversor central, inversor descentralizado, entre outros). Diante disto, o inversor a ser utilizado será escolhido exclusivamente dentro de cada cenário a ser apresentado, sendo nesta seção apresentada as etapas de dimensionamento.

Com objetivo de reduzir o custo final da energia produzida, é necessário otimizar ao máximo o inversor utilizado. O dimensionamento do sistema deve ser realizado de maneira que o inversor não trabalhe por muito tempo em potências demasiadamente abaixo da nominal nem seja sobrecarregado. De uma forma conservadora, a potência do inversor pode ser igual à potência nominal do gerador fotovoltaico  $P_{fv}$  (CRESESB, 2014).

O Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), adimensional, representa a relação entre a potência nominal de corrente alternada do inversor ( $P_{nca}$ ) e a potência de pico do gerador fotovoltaico ( $P_{fv}$ ), como mostra a Equação 4. É recomendado que os valores inferiores de FDI situam-se na faixa de 0,75 a 0,85, enquanto que o limite superior é de 1,05 (CRESESB, 2014).

$$FDI = \frac{P_{nca} (W)}{P_{fv} (Wp)} \quad (4)$$

Para garantir o bom funcionamento do inversor as tensões e correntes de entrada no equipamento não podem ultrapassar os seus limites operacionais.

Os limites de tensão e corrente podem variar, sendo importante considerar eventos pontuais, como por exemplo, os efeitos de concentração solar que podem ocorrer em dias parcialmente nublados (CRESESB, 2014).

Também, para atender a faixa de tensão de operação do seguidor de potência máxima do inversor (SPPM), o número de módulos fotovoltaicos conectados em série deve resultar em tensões que atendam os limites operacionais do sistema. Sendo assim, deve-se avaliar se o sistema fotovoltaico possui número suficiente de módulos conectados em série para nunca possuir uma tensão menor que a mínima tensão de SPPM do inversor ou uma tensão que não ultrapasse a máxima tensão (CRESESB, 2014).

A mínima tensão ocorre quando os módulos atingem altas temperaturas por consequência de elevadas temperaturas ambiente, que consequentemente reduz a tensão de corrente contínua no sistema, em virtude do coeficiente negativo de temperatura. As máximas tensões ocorrem quando o sistema está em circuito aberto, por não existir uma irradiância capaz de conectar o sistema ou por alguma falha a qual a rede automaticamente desconectou o sistema (CRESESB, 2014).

## 4 RESULTADOS

Nesta seção, no intuito de demonstrar a dinâmica do sistema de compensação de energia elétrica, serão configurados 4 cenários que representam as 4 situações de compensação de energia elétrica disponíveis. Também, será exibida a geração de energia dos sistemas fotovoltaicos dimensionados e apresentados os faturamentos hipotéticos das unidades. Para realização dos cálculos de energia foi utilizada uma tarifa com o valor de 0,46 centavos de real.

### 4.1 Cenário 1 - Configuração do sistema de microgeração distribuída

O sistema apresentado neste cenário foi feito com objetivo de atender a demanda de energia da unidade consumidora 3 (UC3) e caracteriza um sistema de microgeração distribuída. O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi baseado no consumo de energia da unidade consumidora, conforme Tabela 4. Para encontrar a potência do sistema fotovoltaico foi necessário dividir o consumo anual pelos dias do ano, para encontrar o consumo diário médio anual e aplicar na Equação 3 para obter o valor de 3,35 kWp.

Tabela 6 – Consumo de energia e potência fotovoltaica proposta para a UC3.

<b>Variável</b>	<b>Valor</b>
Consumo anual	4.303 kWh
Consumo diário médio anual	11,789 kWh
Potência do arranjo fotovoltaico	3,35 kWp

Por fim, conclui-se que a configuração do arranjo fotovoltaico a ser escolhido deve totalizar um valor de potência próximo a 3,35 kWp.

#### 4.1.1 Configuração do arranjo fotovoltaico

Considerando-se a potência de pico do sistema e a potência de pico de cada módulo, encontra-se o número de módulos aproximado para a instalação pela Equação abaixo, aproximadamente 10 módulos.

$$\frac{\text{Potência de pico do sistema}}{\text{Potência de pico do módulo}} = \frac{3350}{320} = 10,47 \quad (5)$$

Buscando encontrar a melhor configuração do sistema, de acordo com suas características elétricas, para posteriormente dimensionar o inversor, e com o auxílio do software SAM, o sistema foi arranjado e simulado de diferentes formas. Os arranjos um (A1), dois (A2) e três (A3), e suas características elétricas encontram-se na Tabela 7.

Tabela 7 - Arranjos e simulações dos sistemas fotovoltaicos.

Parâmetros	A1	A2	A3
Número de fileiras	1	2	3
Módulos por fileira	10	5	3
Potência do arranjo (Wp)	3200	3200	2880
Tensão de circuito aberto (V)	453	226,5	135,9
Tensão de máxima potência (V)	368	184	110,4
Corrente de curto circuito (A)	9,26	18,52	27,78
Corrente de máxima potência das fileiras (A)	8,69	8,69	8,69
Corrente de máxima potência do arranjo (A)	8,69	17,38	26,07
Área (m <sup>2</sup> )	19,4	19,4	17,46

#### 4.1.2 Escolha do inversor

De acordo com o que já foi visto, o inversor de frequência deve possuir aproximadamente a potência de pico do gerador fotovoltaico e com um fator de dimensionamento que se situa na faixa de 0,75 a 0,85, nos limites mínimos, enquanto que o limite superior é de 1,05.

Buscando a melhor relação custo/benefício, disponibilidade no mercado nacional, no banco de dados do software SAM, com certificação e atendendo as premissas do projeto, potência de pico do sistema e tensões e correntes de entrada o inversor de frequência escolhido foi o *Fronius USA: Galvo 3.1-1 208-240*. A Tabela 8 resume as especificações técnicas do inversor.

Tabela 8 – Especificações técnicas do inversor *Fronius USA: Galvo 3.1-1 208-240*.

Especificação	Valor
---------------	-------

Potência máxima de entrada	3265 W
Tensão máxima de entrada	550 Vcc
Faixa de tensão do SPPM	165 a 440 Vcc
Tensão mínima de entrada	165 Vcc
Tensão para inicialização	185 Vcc
Corrente máxima de entrada	18,7 A
Potência nominal de saída	3100 W
Tensão de saída (faixa)	208 a 240 Vca
Corrente máxima de saída	12,9 A
Eficiência	96,00%
Frequência	60 Hz

Por fim define-se o arranjo fotovoltaico número 2 (A2), com 2 strings de 5 módulos cada uma, pois este arranjo seria o único que garantiria a segurança dos equipamentos. O A1 tem sua tensão de circuito aberto superior a faixa de tensão do SPPM e o A3 nenhuma das tensões encontram-se na faixa de operação do inversor de frequência. Ressalta-se que a configuração escolhida necessitará de um cabeamento mais robusto. Além disso, a tensão de operação do inversor será menor, e em inversores de frequência sem transformadores as maiores eficiências estão em tensões mais altas.

#### 4.2 Cenário 2 – Configuração do sistema caracterizado como autoconsumo remoto

Com objetivo de caracterizar o autoconsumo remoto, o sistema dimensionado neste cenário atenderá duas unidades, a unidade consumidora 1 (UC1), onde está instalado o sistema fotovoltaico, e os créditos remanescentes serão utilizados na unidade consumidora 2 (UC2). A Tabela 9 mostra os consumos das duas unidades descontados de sua disponibilidade.

Tabela 9 – Consumo das unidades consumidoras.

Consumo	UC1	UC2
Consumo médio mensal	115,08 kWh	194,92 kWh
Consumo anual	1381 kWh	2339 kWh



Com propósito de dimensionar o sistema fotovoltaico para atender as duas unidades consumidoras foi somado o consumo anual de cada uma, descoberto o consumo diário médio anual e através da Equação 3 encontramos a potência do arranjo fotovoltaico para o sistema, como demonstra a Tabela 10.

Tabela 10 - Consumo de energia e potência fotovoltaica proposta.

<b>Variável</b>	<b>Valor</b>
Consumo anual	3.720 kWh
Consumo diário médio anual	10,2 kWh
Potência do arranjo fotovoltaico	2,89 kWp

Diante disto, conclui-se que o sistema deve possuir uma potência de pico próxima a 2,89 kWp.

#### 4.2.1 Configuração do arranjo fotovoltaico

Através da Equação 5 pode-se concluir que o sistema necessitará de aproximadamente 9 módulos fotovoltaicos para atender a demanda dos consumidores e foram realizadas simulações buscando encontrar a melhor configuração do sistema, respeitando suas características elétricas, os resultados encontram-se na Tabela abaixo.

Tabela 11 - Arranjos e simulações dos sistemas fotovoltaicos.

<b>Parâmetros</b>	<b>A1</b>	<b>A2</b>	<b>A3</b>
Número de fileiras	1	2	3
Módulos por fileira	9	4	3
Potência do arranjo (Wp)	2880	2560	2880
Tensão de circuito aberto (V)	407,7	181,2	135,9
Tensão de máxima potência (V)	331,2	147,2	110,4
Corrente de curto circuito (A)	9,26	18,52	27,78
Corrente de máxima potência das fileiras (A)	8,69	8,69	8,69
Corrente de máxima potência do arranjo (A)	8,69	17,38	26,07
Área (m <sup>2</sup> )	17,46	15,52	17,46

#### 4.4.2 Escolha do inversor

Seguindo as mesmas premissas da escolha do inversor de frequência já apresentado, o inversor escolhido para este dimensionamento é o *Fronius USA: Galvo 3.1-1 208-240*. A Tabela 12 resume suas especificações técnicas.

Tabela 12 – Especificações técnicas do inversor *Fronius USA: Galvo 3.1-1 208-240*.

<b>Especificação</b>	<b>Valor</b>
Potência máxima de entrada	3265 W
Tensão máxima de entrada	550 Vcc
Faixa de tensão do SPPM	165 a 440 Vcc
Tensão mínima de entrada	165 Vcc
Tensão para inicialização	185 Vcc
Corrente máxima de entrada	18,7 A
Potência nominal de saída	3100 W
Tensão de saída (faixa)	208 a 240 Vca
Corrente máxima de saída	12,9 A
Eficiência	96,00%
Frequência	60 Hz

Pela observação dos dados levantados, conclui-se que o arranjo fotovoltaico do sistema será o arranjo número 1 (A1), com 1 string e 9 módulos fotovoltaicos em série. Percebe-se que o arranjo 2 e 3 não atendem a mínima tensão de SPPM do inversor escolhido.

#### 4.3 Cenário 3 – Configuração do sistema caracterizado como integrante de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras

Para caracterizar o empreendimento com múltiplas unidades consumidoras considera-se um condomínio residencial formado por quatro unidades consumidoras, a unidade das áreas comuns do condomínio (UC Condomínio), UC1, UC2 e UC3. O consumo de cada unidade, descontado de sua respectiva disponibilidade, encontra-se resumido na Tabela 13.

Tabela 13 – Consumo das unidades consumidoras.

<b>Consumos</b>	<b>UC Condomínio</b>	<b>UC1</b>	<b>UC2</b>	<b>UC3</b>
Consumo médio mensal (kWh)	150	115,08	194,92	358,58

Consumo anual (kWh)	2.050	1.381	2.339	4.303
---------------------	-------	-------	-------	-------

Conforme estabelecido na resolução, o titular da unidade consumidora informa como será feito o rateio percentual do excedente de energia gerado. Neste cenário a distribuição percentual dos créditos entre as unidades do condomínio encontram-se conforme Tabela 14.

Tabela 14 – Distribuição dos créditos de energia.

	UC	UC1	UC2	UC3
<b>Condomínio</b>				
<b>Crédito alocado</b>	0%	20 %	30%	50%

Com a finalidade de dimensionar o sistema para atender as unidades, o consumo total das unidades consumidoras que participaram da divisão da energia do sistema foi encontrado, também o consumo diário médio anual e através da Equação 3 a potência de pico do sistema. Os resultados são vistos na Tabela 15.

Tabela 15 - Consumo total de energia e potência fotovoltaica proposta.

Variável	Valor
Consumo anual	8.023 kWh
Consumo diário médio anual	21,98 kWh
Potência do arranjo fotovoltaico	6,25 kWp

Levando-se em consideração esses aspectos apresentados, o sistema fotovoltaico deve possuir uma potência de pico próxima a 6,25 kWp.

#### 4.3.1 Configuração do arranjo fotovoltaico

Dividindo a potência de pico do sistema pela potência de pico da placa fotovoltaica escolhida, conforme Equação 5, o arranjo contará com aproximadamente 19 módulos fotovoltaicos. Buscando viabilizar a melhor configuração das mesmas e respeitando suas características elétricas, simulações foram realizadas para análises, os resultados encontram-se conforme Tabela 16.

Tabela 16 - Arranjos e simulações dos sistemas fotovoltaicos.

Parâmetros	A1	A2	A3
------------	----	----	----

Número de fileiras	1	2	3
Módulos por fileira	19	9	6
Potência do arranjo (Wp)	6080	5760	5760
Tensão de circuito aberto (V)	60,7	407,7	271,8
Tensão de máxima potência (V)	99,2	331,2	220,8
Corrente de curto circuito (A)	9,26	18,52	27,78
Corrente de máxima potência das fileiras (A)	8,69	8,69	8,69
Corrente de máxima potência do arranjo (A)	8,69	17,38	26,07
Área (m <sup>2</sup> )	36,86	34,92	34,92

#### 4.3.2 Escolha do inversor

Com a finalidade de encontrar o inversor de frequência que melhor atenda o sistema fotovoltaico, foi levada em consideração a potência de pico do sistema e observadas às características desejadas já mencionadas neste trabalho. O inversor escolhido foi o *Fronius IG Plus 6.0*, suas especificações técnicas estão resumidas na Tabela 17.

Tabela 17 – Especificações técnicas do inversor *Fronius IG Plus 6.0*.

<b>Especificação</b>	<b>Valor</b>
Potência máxima de entrada	6320 W
Tensão máxima de entrada	600Vcc
Faixa de tensão do MPPT	230 a 500 Vcc
Tensão mínima de entrada	230 Vcc
Tensão para inicialização	260 Vcc
Corrente máxima de entrada	27,5 A
Potência nominal de saída	6000W
Tensão de saída (faixa)	180 a 270 Vca
Corrente máxima de saída	26,1 A
Eficiência	95,70%
Frequência	60 Hz

Dado o exposto e analisando os arranjos fotovoltaicos possíveis, o único arranjo que não poderia ser escolhido seria o A1, pois a tensão da string excede a tensão nominal máxima de entrada do inversor. Ainda, buscando diminuir o custo do sistema de cabeamento e aumentar a eficiência do sistema, será escolhida a configuração do arranjo fotovoltaico A2.

#### 4.4 Cenário 4 - Configuração do sistema caracterizado como geração compartilhada

A alocação dos créditos para as unidades consumidoras integrantes de cooperativa ou consórcio responsável por uma geração compartilhada segue o mesmo princípio do autoconsumo remoto. Porém, ressalta-se que as cooperativas são sociedades de pessoas físicas com um número mínimo de 20 unidades e está é uma diferença importante em relação ao autoconsumo remoto, que normalmente trata de duas ou três unidades de compensação. Para fins didáticos, neste projeto foram utilizadas 3 unidades para demonstrar como funciona o sistema de compensação da configuração caracterizada como geração compartilhada, porém, na prática estas não se caracterizariam uma cooperativa.

Para caracterizar esta geração será trabalhado com 3 unidades consumidoras, UC1, UC2 e UC3, a qual a UC3 é a unidade titular com a geração distribuída. A porcentagem dos créditos para as outras unidades devem ser informadas pelo titular para a distribuidora e nesta simulação estão definidos de acordo com a Tabela 18. Ainda, os consumos das unidades, descontados de sua disponibilidade, encontram-se resumidos na Tabela 19.

Tabela 18 – Porcentagem de crédito alocado para cada unidade consumidora.

	UC1	UC2
<b>Crédito alocado</b>	30 %	70%

Tabela 19 – Consumo das unidades consumidoras descontados de sua disponibilidade.

<b>Consumos</b>	<b>UC1</b>	<b>UC2</b>	<b>UC3</b>
Consumo médio mensal (kWh)	115,08	194,92	358,58
Consumo anual (kWh)	1.381	2.339	4.303

Por fim para dimensionar o sistema fotovoltaico compartilhado foi encontrada a demanda total anual de energia destas unidades, o consumo diário médio anual e com auxílio da Equação 3 a potência do arranjo fotovoltaico, conforme mostra os resultados na Tabela 20.

Tabela 20 - Consumo total de energia e potência fotovoltaica proposta.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Consumo anual	8.023 kWh
Consumo diário médio anual	21,98 kWh
Potência do arranjo fotovoltaico	6,25 kWp

Pela observação destes aspectos conclui-se que o sistema deve possuir uma potência próxima à 6,25 kWp.

#### 4.4.1 Configuração do arranjo fotovoltaico

Visto que o consumo e a potência de pico são iguais a do condomínio dimensionado anteriormente e seguindo as mesmas etapas de dimensionamento percebe-se que o arranjo vai possuir aproximadamente 19 módulos fotovoltaicos e suas configurações, bem como características elétricas, seguem conforme Tabela 21.

Tabela 21 - Arranjos e simulações dos sistemas fotovoltaicos.

<b>Parâmetros</b>	<b>A1</b>	<b>A2</b>	<b>A3</b>
Número de fileiras	1	2	3
Módulos por fileira	19	9	6
Potência do arranjo (Wp)	6080	5760	5760
Tensão de circuito aberto (V)	860,7	407,7	271,8
Tensão de máxima potência (V)	699,2	331,2	220,8
Corrente de curto circuito (A)	9,26	18,52	27,78
Corrente de máxima potência das fileiras (A)	8,69	8,69	8,69
Corrente de máxima potência do arranjo (A)	8,69	17,38	26,07
Área (m <sup>2</sup> )	36,86	34,92	34,92

#### 4.4.2 Escolha do inversor

Em virtude dos fatos mencionados, da mesma forma que os arranjos fotovoltaicos foram iguais aos do condomínio dimensionado, o inversor de frequência e o arranjo utilizado também foram os mesmos para esta geração compartilhada, *Fronius IG Plus 6.0* e o arranjo 3. As características do inversor podem ser observadas na Tabela 22.

Tabela 22 - Especificações técnicas do inversor *Fronius IG Plus 6.0*.

<b>Especificação</b>	<b>Valor</b>
Potência máxima de entrada	6320 W
Tensão máxima de entrada	600Vcc
Faixa de voltagem do MPPT	230 a 500 Vcc
Tensão mínima de entrada	230 Vcc
Tensão para inicialização	260 Vcc
Corrente máxima de entrada	27,5 A
Potência nominal de saída	6000W
Tensão de saída (faixa)	180 a 270 Vca
Corrente máxima de saída	26,1 A
Eficiência	95,70%
Frequência	60 Hz

#### 4.5 Sistema de compensação cenário 1

O cenário 1 refere-se ao dimensionamento de um sistema fotovoltaico para unidade consumidora número 3, caracterizando uma microgeração distribuída na própria unidade consumidora, e as características do projeto encontram-se conforme Tabela 23.

Tabela 23 - Especificações do projeto.

<b>Especificações do projeto</b>	
Módulo utilizado	Canadian Solar CS6U-320P
Potência de pico do módulo	320 Wp
Número de módulos	10
Número de strings	2
Módulos por string	5
Potência do sistema fotovoltaico	3,2 kWp

<b>Especificações do projeto</b>	
Inversor de frequência utilizado	Fronius USA: Galvo 3.1-1 208-240
Potência máxima de entrada	3265 W
Potência nominal de saída	3100 W
Número de inversores	1

A partir das especificações do projeto e com auxílio do *software* SAM foi estimado a geração de energia do sistema dimensionado, o impacto causado na UC3 é apresentado na Tabela 24.

Tabela 24 – Economia gerada pelo sistema de geração fotovoltaico.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Consumo anual (kWh)	5503,00
Geração anual (kWh)	4616,12
Valor da energia sem GD (R\$)	2531,38
Valor da energia com GD (R\$)	562,98
Economia (R\$)	1968,40
Demanda atendida (%)	83,88

Com objetivo de discutir o sistema de compensação de energia elétrica a Tabela 25 traz os dados mensais faturados desta unidade.

Tabela 25 - Detalhes da fatura de energia da UC3.

<b>Mês</b>	<b>Consumo (kWh)</b>	<b>Energia gerada (kWh)</b>	<b>Crédito acumulado (kWh)</b>	<b>Valor energia sem GD (R\$)</b>	<b>Valor energia com GD (R\$)</b>	<b>Economia (R\$)</b>
Jan	532,00	443,46	0,00	244,72	46,00	198,72
Fev	510,00	386,14	0,00	234,60	56,98	177,62
Mar	497,00	412,24	0,00	228,62	46,00	182,62
Abr	433,00	353,97	0,00	199,18	46,00	153,18
Mai	415,00	330,72	0,00	190,90	46,00	144,90
Jun	405,00	307,51	0,00	186,30	46,00	140,30
Jul	400,00	300,93	0,00	184,00	46,00	138,00



Ago	411,00	338,91	0,00	189,06	46,00	143,06
Set	418,00	352,68	0,00	192,28	46,00	146,28
Out	457,00	462,84	5,84	210,22	46,00	164,22
Nov	500,00	453,05	5,84	230,00	46,00	184,00
Dez	525,00	473,67	5,84	241,50	46,00	195,50

Dado o exposto, verifica-se que no período de janeiro a setembro o consumo de energia é maior que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico, não possuindo nenhum crédito acumulado. O único mês em que a geração é maior que o consumo, mês de outubro, o excedente de energia é de 5,84 kWh, este que pode ser utilizado em até 60 meses pela unidade consumidora, conforme legislação. Nos meses de novembro e dezembro percebe-se que o consumo de energia é maior que a geração e os créditos continuam acumulados, não sendo utilizados. Isto decorre, pois não seria vantajoso para unidade se creditar, visto que mesmo utilizando os créditos a energia faturada seria no valor de 52,79 kWh (consumo – geração + crédito) no mês de novembro, e ela obrigatoriamente continuaria pagando o custo da disponibilidade no valor de 100 kWh. Diante disto, o mês que utilizaria os créditos de energia poderia ser fevereiro do ano seguinte, imaginando um cenário onde o consumo e as gerações se mantivessem os mesmos, passando a energia faturada de 123,86 kWh para 118,01 kWh.

Também, na Tabela 25, é possível verificar a economia de energia com a presença do sistema de geração de energia, onde é comparado o valor da energia sem a geração distribuída e com a presença dela. Nota-se que na maioria dos meses o único custo da unidade consumidora foi o da disponibilidade, no valor de 46 reais, custo mínimo que independe da energia faturada quando esta é menor que 100 kWh. Diante disto, reparam-se duas oportunidades, a primeira é que o consumidor pode aumentar seus gastos de energia até atingir 100 kWh nos meses em que seu consumo é menor que este valor, e a segunda é que o projetista do sistema fotovoltaico pode diminuir a potência do sistema fotovoltaico, economizando nos custos com equipamentos, de forma que reduza a geração e a energia faturada também chegue a 100 kWh. Todas as duas formas levariam ao mesmo faturamento mensal de 46 reais. Esta diferença entre o custo da disponibilidade e a energia faturada (menor que 100 kWh), é definida neste trabalho como energia potencial, e pode ser visualizada conforme Tabela 26.

Tabela 26 - Detalhes da energia potencial.

<b>Mês</b>	<b>Energia faturada (kWh)</b>	<b>Energia cobrada (kWh)</b>	<b>Energia potencial (kWh)</b>	<b>Valor potencial (R\$)</b>	<b>Valor cobrado (R\$)</b>
Jan	88,54	100	11,46	5,27	46,00
Fev	123,86	123,86	0,00	0	56,98
Mar	84,76	100	15,24	7,01	46,00
Abr	79,03	100	20,97	9,64	46,00
Mai	84,28	100	15,72	7,23	46,00
Jun	97,49	100	2,51	1,15	46,00
Jul	99,07	100	0,93	0,42	46,00
Ago	72,09	100	27,91	12,83	46,00
Set	65,32	100	34,68	15,95	46,00
Out	0,00	100	100,00	46	46,00
Nov	46,95	100	53,05	24,40	46,00
Dez	51,33	100	48,67	22,38	46,00
<b>Ano</b>	<b>892,72</b>	<b>1223,86</b>	<b>331,14</b>	<b>152,32</b>	<b>562,98</b>

#### 4.6 Sistema de compensação cenário 2

Neste cenário serão apresentados os resultados do dimensionamento do sistema fotovoltaico utilizado para caracterizar o autoconsumo remoto e os impactos causados na fatura de energia das unidades consumidoras. O gerador fotovoltaico está instalado na unidade consumidora 1 (UC1), a qual produz energia para seu próprio consumo, e ainda gera excedentes de energia que serão compensados na unidade UC2. As especificações do projeto encontram-se na Tabela 27.

Tabela 27 - Especificações do projeto.

<b>Especificações do projeto</b>	
Módulo utilizado	Canadian Solar CS6U-320P
Potência de pico do módulo	320 Wp
Número de módulos	9
Número de strings	1

<b>Especificações do projeto</b>	
Módulos por string	9
Potência do sistema fotovoltaico	2,88 kWp
Inversor de frequência utilizado	Fronius USA: Galvo 3.1-1 208-240
Potência máxima de entrada	3265 W
Potência nominal de saída	3100 W
Número de inversores	1

O consumo anual somados das duas unidades é 4.680 kWh, o que resulta um valor de 2152,8 reais a ser pago na fatura de energia. Com a instalação do sistema fotovoltaico este valor fica reduzido, conforme resultados trazidos na Tabela 28. Verifica-se uma demanda atendida de 88,52 % com uma economia de energia no valor de 1.694,07 reais.

Tabela 28 - Economia de energia ocasionada pelo sistema fotovoltaico.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>
Consumo anual (kWh)	4680,00
Geração anual (kWh)	4142,75
Valor da energia sem GD (R\$)	2152,8
Valor da energia com GD (R\$)	458,74
Economia (R\$)	1694,07
Demanda atendida (%)	88,52

Com o propósito de entender e discutir o sistema de compensação de energia do cenário com autoconsumo remoto, a Tabela 29 e 30 apresentam os valores mensais faturados da unidade 1 e 2 respectivamente.

Tabela 29 - Detalhes da fatura de energia da UC1.

<b>Mês</b>	<b>Consumo (kWh)</b>	<b>Energia gerada (kWh)</b>	<b>Energia excedente (kWh)</b>	<b>Valor energia sem GD (R\$)</b>	<b>Valor energia com GD (R\$)</b>	<b>Economia (R\$)</b>
Jan	191	398,84	207,84	87,86	13,8	74,06
Fev	183	347,28	164,28	84,18	13,8	70,38
Mar	152	406,75	254,75	69,92	13,8	56,12
Abr	140	345,35	205,35	64,40	13,8	50,60

Mês	Consumo (kWh)	Energia gerada (kWh)	Energia excedente (kWh)	Valor energia sem GD (R\$)	Valor energia com GD (R\$)	Economia (R\$)
Mai	122	324,42	202,42	56,12	13,8	42,32
Jun	113	285,54	172,54	51,98	13,8	38,18
Jul	112	272,45	160,45	51,52	13,8	37,72
Ago	110	331,80	221,80	50,60	13,8	36,80
Set	130	317,22	187,22	59,80	13,8	46,00
Out	138	362,31	224,31	63,48	13,8	49,68
Nov	167	369,74	202,74	76,82	13,8	63,02
Dez	183	381,05	198,05	84,18	13,8	70,38

De acordo com a tabela durante todos os meses do ano o consumo da UC1 é menor que a geração, o que resulta em excedentes de energia que serão destinados 100% a UC2. Portanto, o valor da energia a ser pago mensalmente é 13,8 reais, resultado da multiplicação do custo da disponibilidade de energia, 30 kWh, vezes a tarifa de energia de 0,46 centavos.

Com o excedente de energia recebido pela unidade 1, a unidade 2 tem sua fatura de energia alterada, conforme detalha a tabela 30.

Tabela 30 - Detalhes da fatura de energia da UC2.

Mês	Consumo (kWh)	Crédito alocado (kWh)	Crédito acumulado (kWh)	Valor energia sem GD (R\$)	Valor energia com GD (R\$)	Economia (R\$)
Jan	313	207,84	0	143,98	48,37	95,61
Fev	300	164,28	0	138	62,43	75,57
<b>Mar</b>	<b>243</b>	<b>254,75</b>	<b>11,75</b>	<b>111,78</b>	<b>23,00</b>	<b>88,78</b>
Abr	218	205,35	11,75	100,28	5,82	94,46
Mai	210	202,42	11,75	96,6	3,49	93,11
Jun	220	172,54	11,75	101,2	21,83	79,37
Jul	205	160,45	11,75	94,3	20,49	73,81
<b>Ago</b>	<b>208</b>	<b>221,8</b>	<b>11,75+13,8</b>	<b>95,68</b>	<b>23,00</b>	<b>72,68</b>
Set	200	187,22	25,55	92	5,88	86,12
Out	233	224,31	25,55	107,18	4,00	103,18

<b>Nov</b>	<b>284</b>	<b>202,74</b>	<b>0</b>	<b>130,64</b>	<b>25,63</b>	<b>105,01</b>
Dez	305	198,05	0	140,3	49,20	91,10

Tendo em vista os resultados apresentados podem-se destacar três períodos neste sistema de compensação. A primeira ocorre no mês de fevereiro, onde a energia alocada da UC1 é maior que o consumo da UC2, assim, resultando em um crédito de energia acumulado no valor de 11,75 kWh. O segundo período destacado é no mês de agosto, que também possui o consumo menor que o crédito alocado, no valor de 13,8 kWh, e soma ao crédito acumulado de 11,75 kWh, remanescente do mês de março, e acumulam um total de 25,55 kWh. Este crédito será utilizado no mês de novembro, terceiro período, quando a diferença entre o consumo e a energia excedente é igual a 81,26 kWh, assim a energia faturada será 55,71 kWh (81,26 -25,55) para o mês.

Nos outros meses o consumo é maior que a energia alocada ou a diferença entre os dois é menor que a disponibilidade da unidade e como em dezembro não existe crédito acumulado, conclui-se que no final do não existirá energia remanescente.

#### 4.7 Sistema de compensação cenário 3

Os resultados deste cenário mostram como funciona o sistema compensação no sistema fotovoltaico caracterizado como múltiplas unidades consumidoras e como a geração de energia modifica a fatura de energia destas unidades. A Tabela 31 mostra todas as especificações do projeto.

Tabela 31 - Especificações do projeto.

<b>Especificações do projeto</b>	
Módulo utilizado	Canadian Solar CS6U-320P
Potência de pico do módulo	320 Wp
Número de módulos	18
Número de strings	3
Módulos por string	6
Potência do sistema fotovoltaico	5,76 KWp
Inversor de frequência utilizado	Fronius IG Plus 6.0
Potência máxima de entrada	6320 W
Potência nominal de saída	6000 W

<b>Especificações do projeto</b>	
Número de inversores	1

Conforme rateio da energia estabelecido pelo titular da unidade consumidora, a geração de energia total do sistema e sua distribuição entre as unidades encontram-se de acordo com a tabela abaixo.

Tabela 32 - Distribuição da energia gerada entre as unidades.

<b>Mês</b>	<b>Energia gerada</b>	<b>Energia UC1 (20%)</b>	<b>Energia UC2 (30%)</b>	<b>Energia UC3 (50%)</b>
Jan	802,86	160,57	240,86	401,43
Fev	698,91	139,78	209,67	349,46
Mar	819,26	163,85	245,78	409,63
Abr	695,49	139,10	208,65	347,74
Mai	653,24	130,65	195,97	326,62
Jun	574,70	114,94	172,41	287,35
Jul	548,12	109,62	164,44	274,06
Ago	668,13	133,63	200,44	334,06
Set	638,55	127,71	191,56	319,27
Out	729,40	145,88	218,82	364,70
Nov	744,20	148,84	223,26	372,10
Dez	766,66	153,33	230,00	383,33

Diante do apresentado, verifica-se que a maior quantidade de energia é destinada para UC3, 50%, enquanto para as unidades UC1 e UC2 as porcentagens são iguais a 20% e 30% respectivamente. O faturamento mensal das unidades e a demonstração do sistema de compensação estão apresentas nas Tabelas 33, 34 e 35.

Tabela 33 - Detalhes da fatura de energia da UC1.

<b>Mês</b>	<b>Consumo (kWh)</b>	<b>Crédito alocado (kWh)</b>	<b>Crédito acumulado (kWh)</b>	<b>Valor energia (R\$)</b>	<b>Valor energia com GD (R\$)</b>	<b>Economia (R\$)</b>
Jan	191	160,57	0,00	87,86	14,00	73,86
Fev	183	139,78	0,00	84,18	19,88	64,30

<b>Mês</b>	<b>Consumo (kWh)</b>	<b>Crédito alocado (kWh)</b>	<b>Crédito acumulado (kWh)</b>	<b>Valor energia (R\$)</b>	<b>Valor energia com GD (R\$)</b>	<b>Economia (R\$)</b>
Mar	152	163,85	11,85	69,92	13,8	56,12
Abr	140	139,10	0,00	64,40	13,8	50,60
Mai	122	130,65	11,85 + 8,65	56,12	13,8	42,32
Jun	113	114,94	20,5 + 1,94	51,98	13,8	38,18
Jul	112	109,62	22,44	51,52	13,8	37,72
Ago	110	133,63	22,44 + 23,63	50,60	13,8	36,80
Set	130	127,71	46,07	59,80	13,8	46,00
Out	138	145,88	46,07 + 7,88	63,48	13,8	49,68
Nov	167	148,84	53,95	76,82	13,8	63,02
Dez	183	153,33	53,95	84,18	13,8	70,38

Conforme apresentado na Tabela 33, para unidade consumidora 1, verifica-se que em 5 meses do ano, março, maio, junho, agosto e outubro, a energia alocada é maior que o consumo, acumulando créditos de energia para unidade durante este período. Ainda, em nenhum momento até o final do ano os créditos foram utilizados, pois a partir do mês em que houve crédito acumulado a energia faturada não ultrapassou o custo de 30 kWh, disponibilidade da residência. Nota-se que no final do ano a unidade vai possuir um crédito de 53,95 kWh, demonstrando que a porcentagem de energia destinada a esta unidade está sobre dimensionada de acordo com seu consumo anual. Além disso, este crédito não pode ser repassado para outra unidade e deve ser consumida pela mesma no período de 60 meses.

Buscando analisar o faturamento da unidade 2, os resultados das simulações e estimativas encontram-se em conformidade com a Tabela 34.

Tabela 34 - Detalhes da fatura de energia da UC2.

<b>Mês</b>	<b>Consumo (kWh)</b>	<b>Crédito alocado (kWh)</b>	<b>Crédito acumulado (kWh)</b>	<b>Valor energia (R\$)</b>	<b>Valor energia com GD (R\$)</b>	<b>Economia UC2 (R\$)</b>
Jan	313	240,86	0	143,98	33,19	110,79
Fev	300	209,67	0	138	41,55	96,45
Mar	243	245,78	2,78	111,78	23,00	88,78

		<b>Crédito</b>	<b>Crédito</b>	<b>Valor</b>	<b>Valor</b>	
	<b>Consumo</b>	<b>alocado</b>	<b>acumulado</b>	<b>energia</b>	<b>energia com GD</b>	<b>Economia</b>
<b>Mês</b>	<b>(kWh)</b>	<b>(kWh)</b>	<b>(kWh)</b>	<b>(R\$)</b>	<b>(R\$)</b>	<b>UC2 (R\$)</b>
Abr	218	208,65	2,78	100,28	23,00	77,28
Mai	210	195,97	2,78	96,6	23,00	73,60
Jun	220	172,41	2,78	101,2	23,00	78,20
Jul	205	164,44	2,78	94,3	23,00	71,30
Ago	208	200,44	2,78	95,68	23,00	72,68
Set	200	191,56	2,78	92	23,00	69,00
Out	233	218,82	2,78	107,18	23,00	84,18
Nov	284	223,26	0	130,64	26,66	103,98
Dez	305	230,00	0	140,3	34,50	105,80

A Tabela demonstra o sistema de compensação da UC2, percebe-se que o crédito de energia alocado é superior ao consumo no mês de março no valor de 2,78 kWh e este vai ser utilizado no mês de novembro. No período de abril a outubro a diferença entre o consumo e o crédito alocado é menor que a disponibilidade, o que reflete no valor da energia com o sistema de geração distribuída igual a 23 reais, 30 kWh (custo da disponibilidade) vezes a tarifa de 0,46 centavos. Durante o período de novembro a fevereiro a diferença entre o consumo e energia disponível é maior que 30 kWh, não restando crédito acumulado e é cobrado o valor da energia faturada vezes a tarifa, como exemplo em janeiro, 72,14 kWh vezes 0,46 centavos.

Tabela 35 - Detalhes da fatura de energia da UC3.

		<b>Crédito</b>	<b>Crédito</b>	<b>Valor</b>	<b>Valor</b>	
	<b>Consumo</b>	<b>alocado</b>	<b>acumulado</b>	<b>energia</b>	<b>energia com</b>	<b>Economia</b>
<b>Mês</b>	<b>(kWh)</b>	<b>(kWh)</b>	<b>(kWh)</b>	<b>(R\$)</b>	<b>GD (R\$)</b>	<b>(R\$)</b>
Jan	532	401,43	0,00	244,72	60,06	184,66
Fev	510	349,46	0,00	234,60	73,85	160,75
Mar	497	409,63	0,00	228,62	46,00	182,62
Abr	433	347,74	0,00	199,18	46,00	153,18
Mai	415	326,62	0,00	190,90	46,00	144,90
Jun	405	287,35	0,00	186,30	54,12	132,18



		<b>Crédito</b>	<b>Crédito</b>	<b>Valor</b>	<b>Valor</b>	
	<b>Consumo</b>	<b>alocado</b>	<b>acumulado</b>	<b>energia</b>	<b>energia com</b>	<b>Economia</b>
<b>Mês</b>	<b>(kWh)</b>	<b>(kWh)</b>	<b>(kWh)</b>	<b>(R\$)</b>	<b>GD (R\$)</b>	<b>(R\$)</b>
Jul	400	274,06	0,00	184,00	57,93	126,07
Ago	411	334,06	0,00	189,06	46,00	143,06
Set	418	319,27	0,00	192,28	46,00	146,28
Out	457	364,70	0,00	210,22	46,00	164,22
Nov	500	372,10	0,00	230,00	58,83	171,17
Dez	525	383,33	0,00	241,50	65,17	176,33

A unidade consumidora número 3 não conseguiu gerar créditos de energia em nenhum mês, visto que o consumo foi sempre maior que o crédito alocado.

#### 4.8 Sistema de compensação cenário 4

Com objetivo de demonstrar os detalhes do sistema de compensação da geração distribuída caracterizada como geração compartilhada temos os resultados do cenário 4. Na prática este sistema apenas seria possível com a participação mínima de 20 unidades, para poderem formar uma cooperativa, mas apresenta-se os resultados de 3 unidades que demonstram como seria o modelo de compensação. A tabela 36 mostra as especificações do projeto de geração de energia.

Tabela 36 - Especificações do projeto.

<b>Especificações do projeto</b>	
Módulo utilizado	Canadian Solar CS6U-320P
Potência de pico do módulo	320 Wp
Número de módulos	18
Número de strings	3
Módulos por string	6
Potência do sistema fotovoltaico	5,76 KWp
Inversor de frequência utilizado	Fronius IG Plus 6.0
Potência máxima de entrada	6320 W
Potência nominal de saída	6000 W
Número de inversores	1

De modo comparativo, o sistema de compensação deste modelo é similar ao do autoconsumo remoto. Para início de análise, a Tabela 37 apresenta o faturamento mensal de energia da UC3 e seu sistema de compensação.

Tabela 37 - Detalhes da fatura de energia da UC3.

Mês	Consumo UC3 (kWh)	Energia gerada UC3 (kWh)	Energia excedente UC3 (kWh)	Valor energia UC3 (R\$)	Valor energia UC3 com GD (R\$)	Economia UC3 (R\$)
Jan	532	802,86	270,86	244,72	46,00	198,72
Fev	510	698,91	188,91	234,6	46,00	188,60
Mar	497	819,26	322,26	228,62	46,00	182,62
Abr	433	695,49	262,49	199,18	46,00	153,18
Mai	415	653,24	238,24	190,9	46,00	144,90
Jun	405	574,70	169,70	186,3	46,00	140,30
Jul	400	548,12	148,12	184	46,00	138,00
Ago	411	668,13	257,13	189,06	46,00	143,06
Set	418	638,55	220,55	192,28	46,00	146,28
Out	457	729,40	272,40	210,22	46,00	164,22
Nov	500	744,20	244,20	230	46,00	184,00
Dez	525	766,66	241,66	241,5	46,00	195,50

Pela observação dos resultados percebe-se que em todos os meses a geração de energia foi maior que o consumo, atendendo ao objetivo inicial do projeto de gerar energia excedente para as outras unidades. Este excedente de energia da unidade titular é alocado para as outras unidades integrantes da cooperativa ou consórcio, conforme percentual informado previamente para distribuidora. Neste caso, a porcentagem para UC2 foi de 70%, enquanto para a UC1 de 30%, a Tabela 38 mostra a alocação destes créditos por mês.

Tabela 38 - Alocação dos créditos excedentes da UC3.

Mês	Energia excedente UC3 (kWh)	Crédito alocado UC2 (kWh)	Crédito alocado UC1 (kWh)
Jan	270,86	189,60	81,26
Fev	188,91	132,24	56,67

	<b>Energia excedente</b>	<b>Crédito alocado</b>	<b>Crédito alocado</b>
<b>Mês</b>	<b>UC3 (kWh)</b>	<b>UC2 (kWh)</b>	<b>UC1 (kWh)</b>
Mar	322,26	225,58	96,68
Abr	262,49	183,74	78,75
Mai	238,24	166,76	71,47
Jun	169,70	118,79	50,91
Jul	148,12	103,68	44,44
Ago	257,13	179,99	77,14
Set	220,55	154,38	66,16
Out	272,40	190,68	81,72
Nov	244,20	170,94	73,26
Dez	241,66	169,16	72,50

As tabelas 39 e 40 trazem o comportamento da fatura de energia destas unidades.

Tabela 39 - Detalhes da fatura de energia da UC2.

	<b>Consumo</b>	<b>Crédito</b>	<b>Crédito</b>	<b>Valor</b>	<b>Valor</b>	<b>Economia</b>
<b>Mês</b>	<b>(kWh)</b>	<b>alocado</b>	<b>acumulado</b>	<b>energia</b>	<b>energia com</b>	
		<b>(kWh)</b>	<b>(kWh)</b>	<b>(R\$)</b>	<b>GD (R\$)</b>	<b>(R\$)</b>
Jan	313	189,60	0	143,98	56,76	87,22
Fev	300	132,24	0	138	77,17	60,83
Mar	243	225,58	0	111,78	23,00	88,78
Abr	218	183,74	0	100,28	23,00	77,28
Mai	210	166,76	0	96,6	19,89	76,71
Jun	220	118,79	0	101,2	46,56	54,64
Jul	205	103,68	0	94,3	46,61	47,69
Ago	208	179,99	0	95,68	23,00	72,68
Set	200	154,38	0	92	23,00	69,00
Out	233	190,68	0	107,18	23,00	84,18
Nov	284	170,94	0	130,64	52,01	78,63
Dez	305	169,16	0	140,3	62,48	77,82

Tabela 40 - Detalhes da fatura de energia da UC1.

Mês	Consumo (kWh)	Crédito alocado (kWh)	Crédito acumulado (kWh)	Valor energia (R\$)	Valor	Economia (R\$)
					energia com GD (R\$)	
Jan	191	81,26	0	87,86	50,48	37,38
Fev	183	56,67	0	84,18	58,11	26,07
Mar	152	96,68	0	69,92	25,45	44,47
Abr	140	78,75	0	64,4	28,18	36,22
Mai	122	71,47	0	56,12	23,24	32,88
Jun	113	50,91	0	51,98	28,56	23,42
Jul	112	44,44	0	51,52	31,08	20,44
Ago	110	77,14	0	50,6	15,12	35,48
Set	130	66,16	0	59,8	29,36	30,44
Out	138	81,72	0	63,48	25,89	37,59
Nov	167	73,26	0	76,82	43,12	33,70
Dez	183	72,50	0	84,18	50,83	33,35

Em vista dos resultados apresentados observa-se que em nenhum mês das duas unidades o crédito de energia alocado foi maior que o consumo de energia, não gerando nenhum crédito acumulado. Ainda, percebe-se que o sistema está bem dimensionado, do ponto de vista que não existe nenhuma energia potencial nas unidades.

## 5 CONCLUSÕES

O desenvolvimento do presente trabalho possibilitou conhecimento a respeito da legislação de sistemas fotovoltaicos e permitiu uma análise prática do sistema de compensação de energia elétrica. Ainda, proporcionou conhecimento a respeito de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e de como a geração própria de energia afeta a fatura de energia elétrica.

Durante a etapa do dimensionamento fotovoltaico, verificou-se uma série de cuidados para garantir um bom funcionamento do sistema e maximizar a geração de energia elétrica, como exemplo: localização do sistema, configuração do arranjo fotovoltaico e determinação dos equipamentos. Com a apresentação dos resultados, pode-se perceber oportunidades para

um melhor aproveitamento da energia gerada, como exemplo: utilização da energia potencial e melhor distribuição do percentual de energia entre as unidades.

Em virtude do surgimento do sistema de geração de energia compartilhada pode-se perceber oportunidades para melhorar o custo benefício dos projetos fotovoltaicos, como exemplo: projetos com potências maiores possuem o custo por KWp menor, oportunidade de gerar energia em outro local que tem um potencial de geração de energia maior, possibilidade de creditar uma unidade consumidora que não possui espaço para instalar o sistema de geração. Ainda, percebem-se alguns obstáculos que poderiam ser facilitados, entende-se que existe muita burocracia para criar uma cooperativa ou consórcio, nos condomínios é necessário da aprovação de todas as unidades para poder instalar um sistema nas áreas comuns e que os créditos acumulados de energia poderiam ser distribuídos e trocados entre as unidades participantes das modalidades do sistema de compensação.

Por fim, diante de todo material apresentado, e cumprindo com o objetivo deste trabalho, o leitor possui uma base de conhecimento para traçar estratégias e identificar oportunidades que possam garantir um melhor retorno de investimento na instalação de sistemas fotovoltaicos com geração distribuída.

## REFERÊNCIAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Cadernos Temáticos ANEEL - Micro e Minigeração Distribuída: sistema de compensação de energia elétrica.** Brasília, DF: ANEEL, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>> Acesso em: 03 de abril de 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa 482, de 17 de abril de 2012, a qual estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.** Brasília: *Diário Oficial da União*, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 03 de maio de 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa 687, de 24 de novembro de 2015, a qual altera a Resolução Normativa 482, de 17 de abril de 2012.** Brasília: *Diário Oficial da União*, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>> Acesso em: 03 de maio de 2018.

Brasil 2004 BRASIL. Decreto-lei nº 5.163, de 30 de julho de 2004. **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.** Lex: coletânea de legislação: edição federal, Brasília, 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM)> Acesso em: 03 de março de 2018.

CAMARGO, L. **O setor elétrico brasileiro e sua normatização contemporânea.** 2005. 85f. Dissertação (Bacharelado em Direito) – Centro de Ciências Jurídicas e Sociais Aplicadas, Universidade Católica de Santos, Santos, 2005.

CAMARGOS, R.S; Shayani, R.A; Oliveira, M.A. **Método para análise comparativa dos impactos técnicos da geração distribuída fotovoltaica concentrada e pulverizada.** 2016. 8f. Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, Brasília, 2016.

CRESESB. **Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), 2014. 530 p. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>. Acesso em: 22 de março de 2018.

Gonchoroviski, G.J. **Análise de viabilidade técnica e financeira para implantação de microgeração fotovoltaica em edificação comercial, com sistema conectado à rede de distribuição.** 2016. 119 f. Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, Injuí, 2016.

NAKABAYASHI, Renno. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: viabilidade econômica.** 2014. 106 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

Silva, M.P.; Borges, M.M.; Rampinelli, G.A. **Desenvolvimento de Software para dimensionamento e simulação de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos**. 2016. 7f. Universidade Federal de Santa Catarina, Araranguá, 2016.

Veiga, C.E. **Avaliação do comportamento da demanda com a integração de geração fotovoltaica e tarifas horárias**. 2015. 140f. Dissertação para o Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2015.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus por ter me dado saúde e força para superar as dificuldades e alcançar esta etapa tão importante da minha vida. Aos meus familiares e amigos pelo apoio incondicional. À universidade e professores que proporcionaram muito aprendizado ao longo destes anos, em especial ao professor Giuliano Arns Rampinelli, pela oportunidade e apoio na elaboração deste trabalho. Também, à Eng. Me. Letícia Toreti Scarabelot e ao Prof. Dr. Leonardo Bremermann por aceitarem o convite para compor a banca examinadora e pela vontade em enriquecer este trabalho.